

1 需給調整市場において適正な取引を確保するための措置について  
2 (とりまとめ) (案)

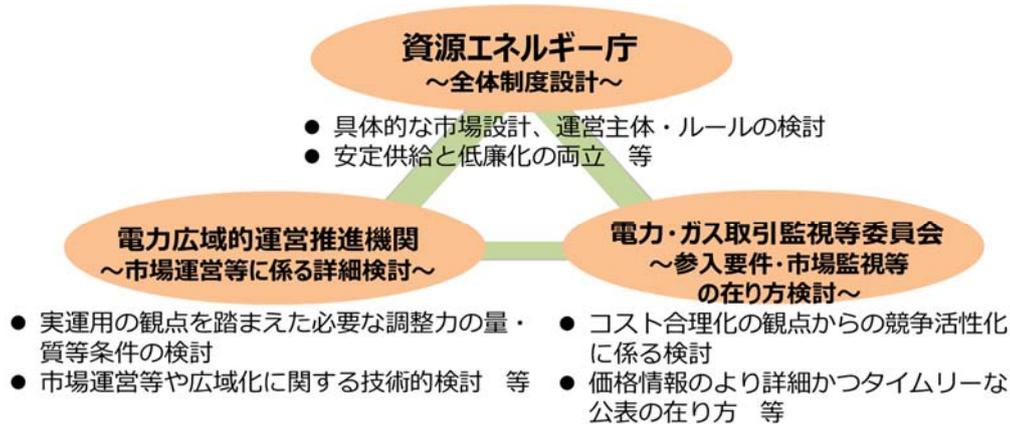
3  
4 令和2年12月15日

5 電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合

6  
7 資源エネルギー庁の審議会(制度検討作業部会)において、2021年度から需給調整市  
8 場を開設する方針が示され、需給調整市場の詳細な監視のあり方等については、電力・  
9 ガス取引監視等委員会において、検討を行うこととされた。

10 これを受け、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合は、2019年12月より、  
11 需給調整市場の価格規律と監視のあり方について議論を積み重ね、以下の通り結論を得  
12 た。

13  
14 【図表1】需給調整市場における検討の枠組み



15  
16  
17 1. 需給調整市場において適正な取引を確保するための措置について

18 一般送配電事業者は、現状、原則としてエリア毎に調整力を調達・運用しているが、  
19 2021年度から、エリアをまたいで全国的に調整力の調達・運用を行う需給調整市場が  
20 段階的に開始される。これにより、調整力の調達・運用においても、エリアを越えた  
21 発電事業者間の競争が発生し、それを通じて、全国大のメリットオーダーに基づく最  
22 適な調整力の調達・運用がなされるようになることが期待される。

23 しかしながら、当面は、以下の理由から、競争が限定的となり市場支配力を行使し  
24 た価格つり上げ等<sup>1</sup>が可能な状況が多く発生すると考えられる。

<sup>1</sup> 本稿において、「価格つり上げ等」とは、本来の需給関係では合理的に説明することができない水準の価格につり上げること等を言う。

25 ・いくつかの地域間連系線において、高い頻度で空き容量がない状況が発生すると  
26 見込まれ、その場合には、市場分断が発生すること。

27 ・現状、各エリアにおいて調整力を提供する事業者が限定されているため、市場分  
28 断が発生した場合には、競争が限定的なエリアが発生すること。

29 需給調整市場における調整力の価格が、コストや需給状況を適切に反映したものと  
30 なることは、調整力の適切な運用を確保する上で極めて重要であり、また、2022年度  
31 以降は調整力の限界的な kWh 価格をインバランス料金に引用することから、インバラ  
32 ンス料金の公正性という観点からも重要である。

33 電気事業法においては、電力の取引全般において、市場支配力を行使した価格のつ  
34 り上げ等の行為について、電気の使用者の利益の保護等に支障が生じるおそれがある  
35 と認めるときには、経済産業大臣が業務改善命令や業務改善勧告の措置を講じ、その  
36 是正を図ることとされている。

37 上述のとおり、需給調整市場については、当分の間は競争が限定的なケースが多く  
38 発生すると見込まれること、また、調整力の適切な価格形成が行われることが重要で  
39 あることに鑑み、より確実に不適正な取引を防止する必要がある。こうしたことから、  
40 需給調整市場については、当分の間、電気事業法に基づく業務改善命令等の事後的な  
41 措置に加えて、上乘せ措置として、市場支配力を有する可能性の高い事業者には一定  
42 の規範に基づいて入札を行うことを要請するという事前的措置を講じることが適当  
43 である。<sup>2</sup>

44

45 【図表 2】 需給調整市場における措置の全体像

| 対象事業者           | 法的措置   | 上乘せ措置                            |
|-----------------|--|----------------------------------|
| 大きな市場支配力を有する事業者 | 「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること」があった場合には、業務改善命令等で是正（事後的措置） | 登録価格に一定の規律を設け、それを遵守するよう要請（事前的措置） |
| それ以外の事業者        |  |                                  |

46

<sup>2</sup> 現状、スポット市場における市場支配力を行使した価格のつり上げ等の不適正な取引については、電気事業法に基づく業務改善命令等の事後的な措置によりその是正を図ることとしつつ、これに加えて、旧一般電気事業者は、自主的な措置として、余剰電力の全量を限界費用相当額で売り入札することとしている。

47 【参考1】電気事業法関連条文抜粋

48 (業務改善命令)

49 第二十七条 経済産業大臣は、事故により電気の供給に支障が生じている場合に一般送配電  
50 事業者がその支障を除去するために必要な修理その他の措置を速やかに行わないとき、そ  
51 の他一般送配電事業者の運営が適切でないため、電気の使用者の利益の保護又は電気事業  
52 の健全な発達に支障が生じ、又は生ずるおそれがあると認めるときは、一般送配電事業者  
53 に対し、電気の使用者の利益又は公共の利益を確保するために必要な限度において、その  
54 一般送配電事業の運営の改善に必要な措置をとることを命ずることができる。

55 2 (略)

56  
57 (準用)

58 第二十七条の二十九 第二条の七第一項本文及び第二項、第二十七条第一項、第二十七条の  
59 二、第二十七条の三並びに第二十七条の二十五の規定は、発電事業者に準用する。この場  
60 合において、同条第一項中「事業の全部又は一部」とあるのは、「事業」と読み替えるもの  
61 とする。

62  
63 (勧告)

64 第六十六条の十二 委員会は、第十四条第一項又は第二項の規定により委任された第五  
65 条、第六十六条第三項から第五項まで、第七項若しくは第九項又は第七十条第二項、第三項、  
66 第六項若しくは第八項の規定による権限を行使した場合において、電力の適正な取引の確  
67 保を図るため必要があると認めるときは、電気事業者に対し、必要な勧告をすることがで  
68 きる。ただし、次条第一項の規定による勧告をした場合は、この限りでない。

69 2 委員会は、前項の規定による勧告をした場合において、当該勧告を受けた電気事業者が、  
70 正当な理由がなく、その勧告に従わなかつたときは、その旨を経済産業大臣に報告するも  
71 のとする。

72  
73 第六十六条の十三 委員会は、第十四条第一項又は第二項の規定により委任された第五  
74 条、第六十六条第三項から第五項まで、第七項若しくは第九項又は第七十条第二項、第三項、  
75 第六項若しくは第八項の規定による権限を行使した場合において、電力の適正な取引の確  
76 保を図るため特に必要があると認めるときは、経済産業大臣に対し、必要な勧告をすること  
77 ができる。ただし、前条第一項の規定による勧告をした場合は、この限りでない。

78 2 委員会は、前項の規定による勧告をしたときは、遅滞なく、その内容を公表しなければ  
79 ならない。

80 3 委員会は、第一項の規定による勧告をした場合には、経済産業大臣に対し、当該勧告に  
81 基づいてとった措置について報告を求めることができる。

82

83 2. 電気事業法に基づく措置（事後的措置）について

84 現状、卸電力市場（スポット市場等）において不当な価格つり上げ等をもたらす行  
85 為については、適正な電力取引についての指針（以下「適正取引ガイドライン」とい  
86 う。）において、電気事業法に基づく業務改善命令等の対象となり得ると整理されてい

87 る。<sup>3</sup>

88 需給調整市場における不当な価格つり上げ等をもたらす行為についても、これらと  
89 同様に、電気事業法に基づく業務改善命令等の対象になり得ると考えられる。したが  
90 って、それを明確化するため、適正取引ガイドラインを改定することが適当である。

91 <sup>4</sup>

92 現行の適正取引ガイドラインでは、卸電力市場における取引について、「市場相場を  
93 変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること  
94 又は実行しないこと」が業務改善命令等の対象となり得ることと整理されている。こ  
95 れを踏まえ、需給調整市場についても、「市場相場を変動させることを目的として市場  
96 相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」を、業務改善  
97 命令等の対象となり得ることとして明確化することが適当である。

98 具体的には、以下のような記載とすることが適当である。

99

100

#### 需給調整市場において問題となる行為（案）

101

① 市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引  
102 を実行すること又は実行しないこと。具体的には以下のものがある。

103

(ア)市場分断の傾向の分析や事前に入手した連系線の点検情報等により、市場  
104 分断が起こることを予測した上で、継続的高値での入札（下げ調整の場合は、  
105 継続的安値での入札）や売惜しみ等を行って市場相場を変動させること

106

(イ)インバランス料金やその他の電力に関係した取引を自己に有利なものとし  
107 ることを目的として、取引価格の高値又は安値誘導により市場相場を変動  
108 させる行為

109

(ウ)その他意図的に市場相場を変動させること（例えば、本来の需給関係では合  
110 理的に説明することができない水準の価格につり上げる（下げ調整の場合  
111 は、つり下げる）ため売惜しみをすること）

112

② 市場相場を変動させることを目的として需給調整市場の需給・価格について誤  
113 解を生じさせるような情報を広めること。

114

<sup>3</sup> 適正取引ガイドラインにおいて、どのような行為が業務改善命令等の対象になるかが具体的に記  
載されている。

<sup>4</sup> 独禁法との関係については、公正取引委員会において整理の必要性の有無が検討され、必要な場  
合は、同委員会において議論が行われる。

115 【参考2】適正取引ガイドライン（卸売分野等の抜粋）

116 II 卸売分野等における適正な電力取引の在り方

117 2 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為及び問題となる行為

118 (3) 卸電力市場の透明性

119 ア 公正かつ有効な競争の観点から望ましい行為

120 ○ 法令遵守体制の構築

121 イ 公正かつ有効な競争の観点から問題となる行為

122 ③ 相場操縦

123 卸電力市場に対する信頼を確保する観点から、以下に掲げるような市場相場を人為的に操  
124 作する行為は、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の対象となり得る。

125 ○ 市場相場を変動させることを目的として卸電力市場の需給・価格について誤解を生じさ  
126 せるような偽装の取引（仮装取引（自己取引等の実体を伴わない取引）、馴合取引（第三  
127 者と通謀して行う取引）、又は真に取引する意思のない入札（先渡し掲示板における取引  
128 の申込みを含む。）のことをいう。）を行うこと

129 ○ 市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行す  
130 ること又は実行しないこと

131 ○ 市場相場を変動させることを目的として卸電力市場の需給・価格について誤解を生じさ  
132 せるような情報を広めること（例えば、市場相場が自己又は第三者の操作によって変動  
133 する旨を流布すること等）

134  
135 上記のうち、「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取  
136 引を実行すること又は実行しないこと」として問題となる具体的な行為には、以下のものが  
137 ある。

138 ○ 市場の終値を自己に有利なものとするを目的として市場が閉まる直前に行う大量の  
139 取引

140 ○ 取引価格の高値又は安値誘導によりインバランス料金を自己に有利なものとするを  
141 目的として変動させる行為

142 ○ 他の電力に関係した取引（例えば、先物電力取引など）を自己に有利なものとするを  
143 目的として、取引価格の高値又は安値誘導により市場相場を変動させる行為

144 ○ 市場相場をつり上げる又はつり下げを目的として市場取引が繁盛であると誤解さ  
145 せるような取引を行うこと（例えば、濫用的な買い占めや大量の買い入札により市場相  
146 場をつり上げる場合等）

147 ○ 市場分断の傾向の分析や事前に入手した連系線の点検情報等により、市場分断が起こる  
148 ことを予測した上で、継続的高値での入札や売惜しみ等を行って市場相場を変動させる  
149 こと

150 ○ その他意図的に市場相場を変動させること（例えば、本来の需給関係では合理的に説明  
151 することができない水準の価格につり上げるため売惜しみをする）

152  
153 **3. 事前的措置（上乘せ措置）について**

154 事前的措置としては、大きな市場支配力を有する事業者（連系線の分断等が生じた  
155 場合に市場支配力を有することとなる蓋然性が高い事業者を含む）に対して、競争的  
156 な市場において取るであろう行動を常に取るよう求めることが適当と考えられる。ま

157 た、このような行動は、大きな市場支配力を有する事業者のみならず、それ以外の事  
158 業者においても望ましいものと考えられる。

159 したがって、適正取引ガイドラインにおいて、需給調整市場における「望ましい行  
160 為」として以下の内容を規定し、その詳細を記載した「需給調整市場ガイドライン」  
161 を別途制定するとともに、大きな市場支配力を有する事業者に対して、それを遵守す  
162 るよう要請することが適当である。<sup>5</sup>

163 (「需給調整市場ガイドライン」の詳細及び、その遵守を要請する対象となる市場支  
164 配力を有する事業者の詳細については、以下4.以降において記述)

165

166

#### 需給調整市場において望ましい行為 (案)

167

- 需給調整市場に対する信頼を確保する観点から、市場相場を人為的に操作する  
168 行為を確実に防止することが重要であり、各事業者は、調整力の $\Delta$ kW 価格及び  
169 kWh 価格の入札(登録)においては、競争的な市場において合理的な行動となる  
170 価格で入札(登録)を行うことが望ましい。

171

なお、その詳細については、需給調整市場ガイドラインを参考とすること。

172

173 なお、望ましい行為として規定する「競争的な市場において合理的な行動」は、市  
174 場相場を変動させることを目的としていないとみなされることから、それを遵守して  
175 いる限りにおいては、確実に、業務改善命令等の対象とはならない。すなわち、セー  
176 フハーバーとなる。

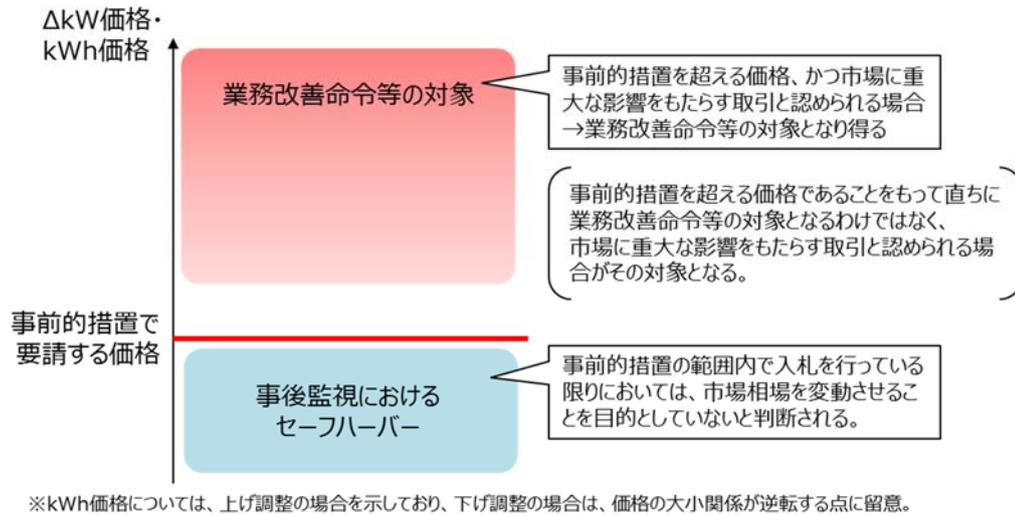
177 他方で、事前的措置を遵守しなかったことをもって直ちに業務改善命令等の対象と  
178 なるものではなく、上述で整理した業務改善命令等の対象となり得る行為(市場相場  
179 を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行するこ  
180 と又は実行しないこと)を踏まえ、それに該当するかどうか等を考慮した上で判断さ  
181 れることとなる。

182

---

<sup>5</sup> 適正取引ガイドラインの卸売分野等のうちベースロード市場、容量市場についても、入札の実施に関する詳細を「ベースロード市場ガイドライン」、「容量市場における入札ガイドライン」として別途整理している。

183 【図表3】 事前的措置・セーフハーバーと業務改善命令等との関係性について



184

185

#### 186 4. 事前的措置の詳細について

187 需給調整市場では、発電事業者等が電源等を供出し、一般送配電事業者は、調整力として最低限必要な量の電源等を事前に調達（予約）する（当面は、調整力公募による電源 I の調達も併存）。（調整力 ΔkW 市場）

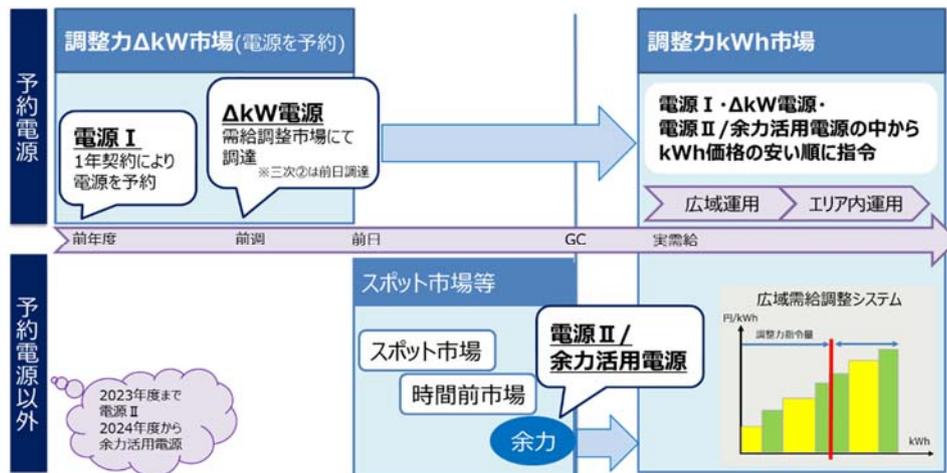
190 その後、実需給断面において、予約確保した電源等に加え、スポット市場等で約定しなかった余力活用電源<sup>6</sup>（当面は電源 II）も含めた中から、kWh 価格の安い順に稼働指令される。（調整力 kWh 市場）

193 以上のように、需給調整市場には調整力の調達と運用の 2 つの市場があるため、需給調整市場の事前的措置の詳細については、調整力 ΔkW 市場（調達）と調整力 kWh 市場（運用）のそれぞれについて、整理を行う必要がある。

196

<sup>6</sup> 余力活用電源には、容量市場で kW 価格の支払いを受けるリクワイアメントとして、GC 後の余力を一般送配電事業者が活用できることとする「余力活用契約」を締結する電源等が含まれる。

197 【図表 4】 調整力  $\Delta$ kW 市場と調整力 kWh 市場の全体像



198  
199

200 4-1. 調整力 kWh 市場における事前的措置の詳細

201 (1) 調整力 kWh 市場の概要

202 調整力 kWh 市場は、GC 後（実需給 60 分前）に一般送配電事業者が、時間内変動や  
203 インバランスに対応するため、メリットオーダー（価格の安い順）で調整力を運用す  
204 る市場である（pay as bid 方式のため、発電事業者等が GC までに登録した kWh 価格  
205 が精算単価となる）。

206 調整力 kWh 市場での調整力の運用には、一般送配電事業者が事前に確保した予約電  
207 源と GC 後の余力を活用する余力活用電源（当面は電源Ⅱ）が用いられ、2021 年度以  
208 降、以下のような運用が行われる。

209  
210 【2021 年度以降の調整力の運用について】

211 ①各一般送配電事業者が実需給の 20 分前までに予測したインバランス量について  
212 は、広域需給調整システム（以下「KJC」という。）により北海道から九州まで  
213 の 9 エリア分<sup>7</sup>が集計され、全エリアの調整力を kWh 価格の安いものから活用し  
214 て対応。（広域メリットオーダー）<sup>8</sup>

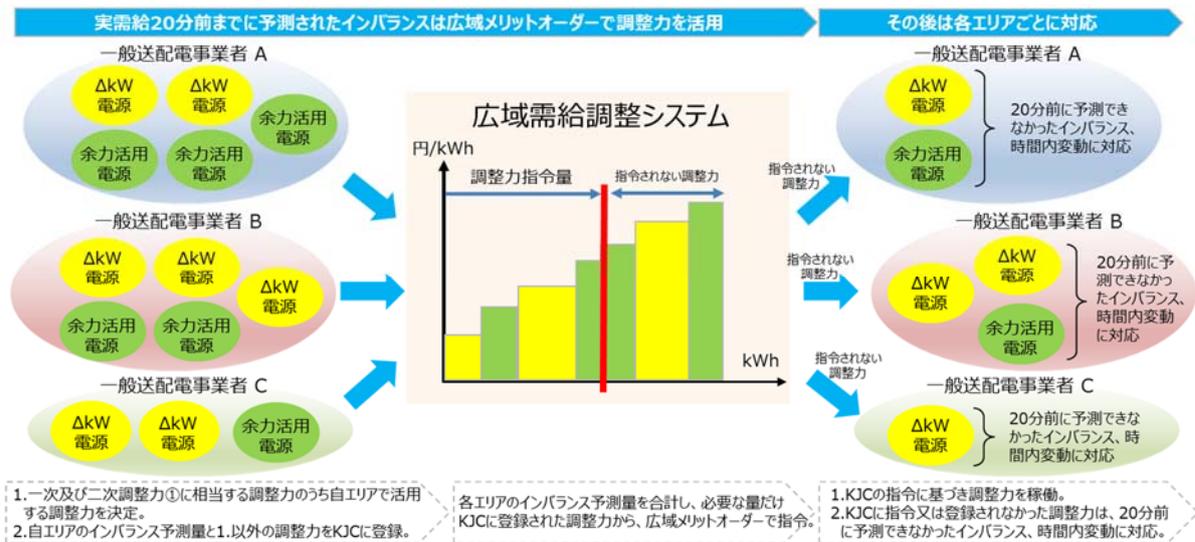
215 ②その後、実需給断面における、20 分前に予測できなかったインバランスや時間  
216 内変動への対応は、各エリアごとに自エリアの調整力を用いて対応。（エリアご  
217 とのメリットオーダー）

218

<sup>7</sup> 沖縄は系統が独立しているため、調整力の広域運用は行われない。

<sup>8</sup> 2022 年度以降のインバランス料金は、基本的に KJC で指令された調整力の限界的な kWh 価格が引用される。

219 【図表 5】 2021 年度以降の調整力の運用について



220  
221  
222 このように、2021 年度以降の調整力の運用では、地域間連系線に空きがある状況に  
223 おいては、9 エリアから登録された調整力を kWh 価格の安い順に稼働させる（広域メ  
224 リットオーダー）。すなわち、こうした場合には、旧一般電気事業者（発電・小売）（以  
225 下「旧一電」という。）を中心に、調整力 kWh 価格による競争が期待される。

226 ただし、一部のケースでは、以下のように、競争が限定的となる場合も引き続き発生  
227 する。

- 228 ・ いくつかの地域間連系線において、高い頻度で空き容量がない状況が発生する  
229 と見込まれ、その場合には、それをまたいだ調整力の広域運用は行われたい。
- 230 ・ KJC で対応できなかったインバランスへの対応や時間内変動への対応について  
231 は、各エリアごとにエリア内の調整力で対応される。

232  
233 **（2）調整力 kWh 市場の事前的措置の詳細**

234 上述のとおり、調整力 kWh 市場では、2021 年度以降も、競争が限定的となる場合が  
235 発生すると見込まれ、こうした場合における市場支配力を行使した価格つり上げ等を  
236 より確実に防止することが必要である。そのため、前述のとおり、大きな市場支配力  
237 を有する蓋然性が高い事業者に対し、競争的な市場において合理的な行動となる価格  
238 で調整力 kWh 価格を登録するよう求めることが適当と考えられる。

239 この措置を実効性のあるものとするためには、どのような価格が「競争的な市場に  
240 において合理的な行動となる価格」となるかを明確化することが重要となるが、調整力  
241 kWh 価格の精算は、pay as bid 方式とされていることから、それを一義的に決めるこ  
242 とは難しい。

243 したがって、具体的な措置としては、大きな市場支配力を有する蓋然性が高い事業  
244 者に対し、以下を要請することが適当である。

245 各電源等の kWh 価格の登録は、次の式を満たすようにすること

246 上げ調整の kWh 価格  $\leq$  当該電源等の限界費用 + 一定額

247 下げ調整の kWh 価格  $\geq$  当該電源等の限界費用 - 一定額

248 ここで、一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費  
249 回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用  $\times$  一定割合）

250 なお、この式において、「限界費用」、「当該電源等の固定費回収のための合理的な額」  
251 及び「一定割合」については、以下の通りとする。

252

### 253 ①「限界費用」について

254 電源等のうち、通常の火力発電については、限界費用は燃料費等であることは明  
255 確であるが、揚水発電、一般水力（貯水式）、DR などの限界費用が明確でないと考え  
256 られる電源等については、以下のように整理する。

257 （揚水発電、一般水力、DR 等の場合の限界費用の考え方）

258 - 「機会費用を含めた限界費用」とする。

259 限界費用には、揚水運転や一般水力における貯水の減少による火力の炊き増  
260 し等の代替電源の稼働コストを含む。

261 「機会費用」とは、貯水の制約による市場での販売量減少による逸失利益、  
262 DR（需要抑制）による生産額の減少等があり得る。

263 - その他、蓄電池や燃料制約のある火力電源等についても、上記の考え方を適  
264 用する。

265 - 監視においては、これらの考え方を示す根拠資料の提出を求め、登録 kWh 価  
266 格が合理的でない場合は修正を求めるなどの対応を行う。（事前・事後）

### 267 ②「固定費回収のための合理的な額」について

268 固定費回収のための合理的な額は、以下のとおり、当該電源等の当年度分の固定費  
269 から他市場で得られる収益を差し引いた額から算出するものとする。

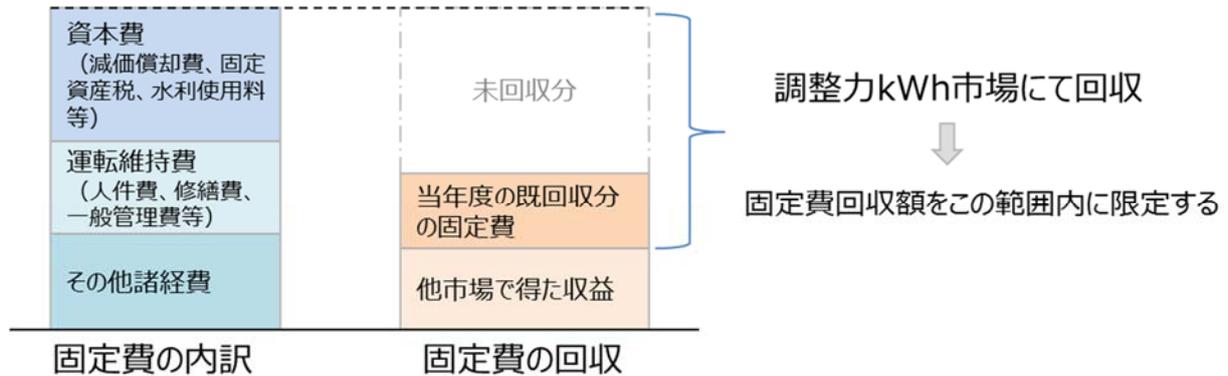
270 固定費回収のための合理的な額 (円/kWh)

271 = {①電源等の固定費 (円/kW・年) - ②他市場で得られる収益 (円/kW・年) }

272  $\div$  ③想定年間稼働時間 (h)

273 なお、不自然な入札価格があれば、当該事業者の固定費回収額の考え方や稼働見込  
274 みを聴取し、その後の入札価格を定期的にモニタリングし、不整合がないかの監視を  
275 行う。

276 【図表6】 需給調整市場における電源等の固定費回収額の合理的な考え方



277

278 ③「一定割合」について

279 当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、調整力 kWh 市場に供出するイン  
280 センティブ等の確保を考慮し、限界費用に、「限界費用(円/kWh)×10%程度」の一定額を  
281 上乗せした範囲内で kWh 価格を登録することを求めることとする。

282 なお、当該一定額の割合については、市場開始後の状況を見ながら必要に応じて見  
283 直しを検討する。

284

285 (3) 事前的措置の対象とする事業者の範囲

286 後述①～③に記載した考え方にに基づき、2021 年度においては、以下に該当する事業  
287 者を事前的措置の対象とする。

- 288 ● 以下の各市場において、2020 年度の電源 I・II の発電容量を基に算出した市場  
289 シェアが 20%以上である事業者

- 290 6～9 月：a.北海道  
291 b.東京、東北  
292 c.中部、北陸、関西、中国、四国、九州

- 293 10～5 月：a.北海道  
294 b.東京、東北  
295 c.中部、北陸、関西、中国、四国  
296 d.九州

297 なお、2022 年度以降については、需給調整市場の取引状況や KJC の運用状況等を踏  
298 まえ、改めて検討を行う。

299

300 **①考え方**

301 地域間連系線の分断状況など調整力 kWh 市場の状況はコマごと・日ごと・季節ごと  
302 に変化することから、事前的措置の対象となる事業者をどのような期間ごとに特定す  
303 るかが論点となるが、事前的措置はあくまで上乘せ措置であること及びその実務的な  
304 負担を考慮すると、当面は、月単位で対象事業者を特定することが合理的と考えられ  
305 る。また、季節ごとの連系線の分断状況については、1～2年で大きく変化すること  
306 はないと考えられることから、月単位で対象事業者を特定することとした場合には、  
307 直近の年度の実績等を用いてその事業者を特定することで十分な合理性がある  
308 と考えられる。

309 この考えにより、2021 年度において事前的措置の対象とする事業者については、直  
310 近の年度における月単位の市場分断や市場シェアの実績に基づき、2021 年度の需給調  
311 整市場において大きな市場支配力を有する蓋然性が高い事業者を特定し、それを対象  
312 とすることが適当である。具体的には、以下②及び③のとおり整理する。

313

314 **②市場（地理的範囲）の画定**

315 調整力 kWh 市場では、運用時点で地域間連系線の空容量がゼロの場合には、調整力  
316 の広域運用ができなくなるため、市場が分断される。したがって、大きな市場支配力  
317 の有無を評価するための市場（地理的範囲）の画定は、本来は KJC の運用時点におけ  
318 る市場分断の実績を踏まえて判断することが適当である。しかしながら、KJC の 9 エ  
319 リア本格運用は 2021 年度からであるため、現時点ではそのデータが存在しない。この  
320 ため、2021 年度は GC 時点における分断の実績を用いて評価することとする。

321 直近のデータとして 2019 年度の実績を月別に整理したところ、図表 7 のとお  
322 りであった。北海道－東北間及び東京－中部間は年間を通して分断発生割合が高いこ  
323 とを踏まえると、市場（地理的範囲）の画定は、東日本エリアと西日本エリアを区分  
324 し、更に北海道は単独エリアとするのが適当である。また、九州から中国方向につい  
325 て、太陽光発電の高稼働や需要の季節変動の影響により、秋から春にかけて分断発生  
326 割合が高いことから、九州については、6～9月は西日本と一体とし、それ以外は九  
327 州単独とするのが適当である。

328 以上を踏まえ、2021 年度における事前的措置の対象を検討するための市場画定（地  
329 理的範囲）は図表 8 のとおりとする。<sup>9</sup>

---

<sup>9</sup> 連系線の方法も考慮した地理的範囲の画定を行うことも考えられるが、今回の予約電源以外の

330

331 【図表7】2019年度のGC時点における月別の地域間連系線の分断割合

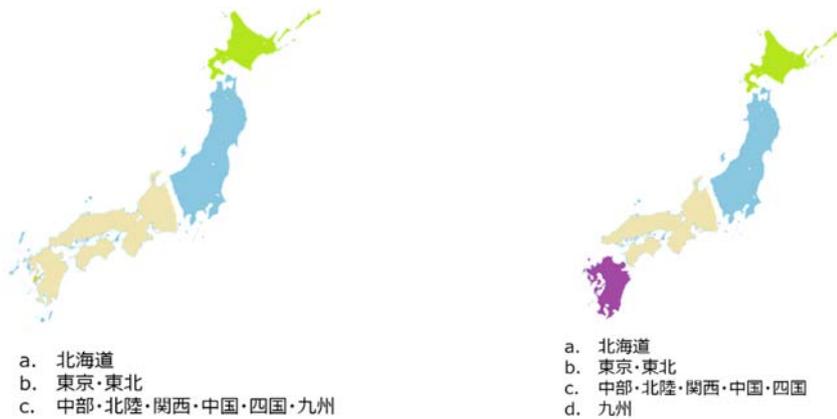
|        | 4月    | 5月    | 6月    | 7月    | 8月    | 9月    | 10月   | 11月   | 12月   | 1月    | 2月    | 3月    | 合計    |
|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 北海道→東北 | 0.3%  | 3.4%  | 1.8%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.4%  | 0.5%  |
| 東北→北海道 | 30.0% | 1.6%  | 22.6% | 69.1% | 17.3% | 89.0% | 27.4% | 42.6% | 54.4% | 74.1% | 74.9% | 63.8% | 47.1% |
| 東北→東京  | 1.0%  | 0.0%  | 3.1%  | 5.4%  | 1.7%  | 0.0%  | 1.1%  | 3.3%  | 0.8%  | 0.7%  | 6.1%  | 27.2% | 4.2%  |
| 東京→東北  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  |
| 東京→中部  | 3.4%  | 3.4%  | 2.4%  | 0.3%  | 0.0%  | 0.0%  | 2.1%  | 2.9%  | 0.9%  | 0.7%  | 0.4%  | 7.5%  | 2.0%  |
| 中部→東京  | 74.7% | 66.9% | 66.0% | 67.7% | 88.7% | 68.5% | 69.8% | 68.1% | 64.0% | 51.5% | 60.7% | 92.9% | 70.0% |
| 中部→関西  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.3%  | 0.2%  | 0.6%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.1%  | 0.0%  | 0.1%  |
| 関西→中部  | 0.0%  | 2.6%  | 1.0%  | 0.2%  | 0.0%  | 0.3%  | 1.2%  | 0.2%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.1%  | 0.6%  | 0.5%  |
| 中部→北陸  | 0.0%  | 0.3%  | 0.6%  | 0.0%  | 0.1%  | 0.9%  | 43.1% | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 3.8%  |
| 北陸→中部  | 0.0%  | 4.4%  | 4.4%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.8%  | 43.3% | 0.2%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.1%  | 0.0%  | 4.5%  |
| 北陸→関西  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.4%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  |
| 関西→北陸  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.5%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  |
| 関西→中国  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  |
| 中国→関西  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  |
| 関西→四国  | 2.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.2%  | 0.0%  | 1.7%  | 0.3%  |
| 四国→関西  | 0.0%  | 0.0%  | 60.8% | 89.2% | 98.5% | 96.1% | 91.1% | 94.9% | 83.2% | 39.1% | 37.6% | 27.4% | 59.9% |
| 中国→四国  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  |
| 四国→中国  | 0.0%  | 1.7%  | 0.8%  | 2.4%  | 3.0%  | 0.3%  | 0.3%  | 5.8%  | 1.9%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 1.4%  |
| 中国→九州  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  | 0.0%  |
| 九州→中国  | 10.3% | 10.1% | 0.5%  | 2.4%  | 11.0% | 5.9%  | 19.2% | 25.6% | 16.2% | 37.0% | 25.5% | 31.3% | 16.3% |

332  
333  
334  
335  
336

※四国→関西は、分断発生割合が高いが、フェンス潮流が機能するため、地理的範囲の検討において、四国エリアを西日本と切り離し別エリアとすることは不要と考えられる。中部⇄北陸の10月の分断発生割合が高いのは、連系線の点検工事等の影響によるもの。

337 【図表8】2021年度の事前措置の対象を検討するための市場画定（地理的範囲）

338 6～9月：北海道/東日本/西日本 10～5月：北海道/東日本/西日本/九州



339  
340

### 341 ③事前措置の対象とする事業者の範囲

342 諸外国の例を見ると、大きな市場支配力を有する蓋然性が高い事業者を特定する方  
343 法として、市場シェアから判断する方法と Pivotal Supplier Index（以下「PSI」と

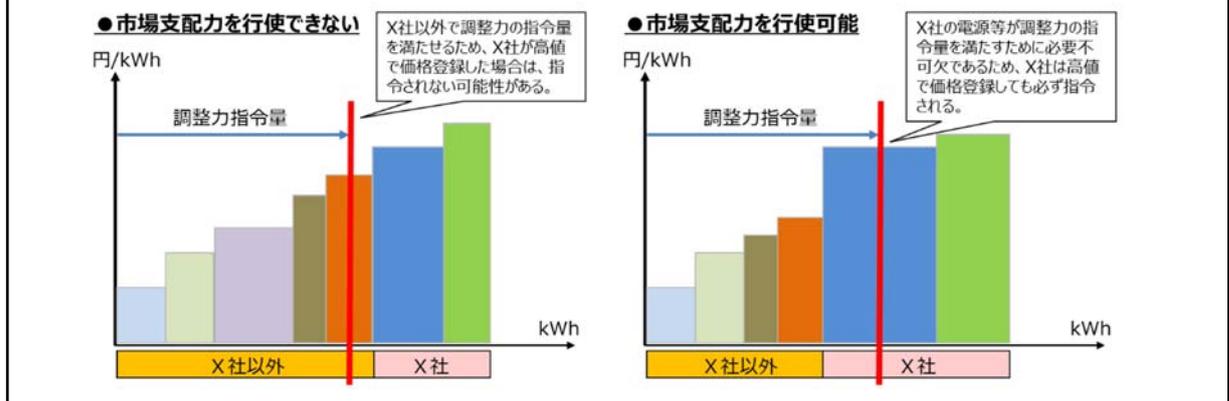
kWh 価格の事前措置は、上げ調整力と下げ調整力を互いに関連させた規律として捉えている。例えば、固定費回収が済んだ電源等にマージンの設定を許容しているのは、固定費回収後は限界費用での入札となり、基本的にそれ以上の利潤を得ることができなくなることを理由にしている。このため、上げ調整価格と下げ調整価格のいずれかで自由な価格登録が可能であるなら、当該電源等にマージンを認める合理性はなくなる。したがって、今回の地理的範囲の検討においては、連系線の方は考慮しない方が制度運用上わかりやすいものとする。

344 いう。)を用いて判断する方法が適用されている。

- 345 ● 諸外国のうち、PJM (米国)、CAISO (米国) では、リアルタイム市場 (調整力 kWh  
346 市場) において入札価格上限規制を導入しており、その適用においては Three  
347 Pivotal Supplier Test を実施している。また、ERCOT (米国) では、発電容量  
348 ベースで 20%以上のシェアをもつ事業者に対して、設備の所有制限及び市場支  
349 配力抑制計画の策定を義務づけている。ERCOT における市場シェア 20%の基準は、  
350 FERC (米国連邦エネルギー規制委員会) が示した基準を引用しているものと考え  
351 えられる。
- 352 ● FERC の order816 (2015 年 10 月公表) では、市場支配力を測る指標として、市  
353 場シェアと PSI を用いている。市場シェア 20%以上又は年間ピーク需要に対し  
354 pivotal であることのいずれかに該当する事業者は、市場支配力を有すると認  
355 定され、コストベースでの入札が求められる。また、認定された事業者は FERC  
356 により公表される。
- 357 ● 欧州 (EU 加盟国) においては、需給調整市場における不適正な取引の防止につ  
358 いては、REMIT<sup>10</sup>及び各国の国内法に基づき、ACER (エネルギー規制機関協力庁)  
359 及び各国の国家規制機関 (NRA) による事後的規制で対応されており、事前的措  
360 置を設定している事例は確認できなかった。

361 【参考 3】 Pivotal Supplier Index について

- 362 ● PSI は、需要を満たすために、ある発電事業者等の供給力が不可欠かどうかを測る指標。あ  
363 る発電事業者等の供給力を除いた市場全体の供給力が、市場全体の需要よりも小さい場合、  
364 当該事業者は高値入札を行っても確実に限界電源となることができるため、価格操縦が可  
365 能となる。



366  
367

<sup>10</sup> Regulation on Energy Market Integrity and Transparency. 2011 年 10 月に EU が制定したエネルギー市場における価格透明性や市場監視の枠組みを整備する規制。ACER が詳細設計を行っている。

368 需給ひっ迫時など活用できる調整力の数が少なくなる場合には、小規模な事業者で  
 369 あっても市場支配力を行使可能となることがあり得ることから、PSI を用いる方法の  
 370 方が精緻な分析が可能と考えられるが、事前的措置はあくまで上乘せ措置であり、  
 371 2021 年度について過去の分断状況等を踏まえて月ごとに対象事業者を特定すること  
 372 としたことを踏まえると、市場シェアに基づいて特定する方法が適当であると考えら  
 373 れる。

374 以上を踏まえ、2021 年度においては、事前的措置の対象とする事業者の範囲として  
 375 設定する評価指標には市場シェア<sup>11</sup>を用いることとし、その基準値については、米国の  
 376 事例を参考に調整力の市場シェア 20%を基準とする（図表 9 参照。赤枠が事前的措  
 377 置の対象外となる事業者）。

378 なお、2022 年度以降の事前的措置の対象とする事業者の範囲については、需給調整  
 379 市場の取引状況や KJC の運用状況等を基に、改めて今後検討を行う。

380 【図表 9】2020 年度の電源 I・II の市場シェア（地理的範囲別）

6月～9月：

- a. 北海道
- b. 東京・東北
- c. 中部・北陸・関西・中国・四国・九州

|   | 事業者   | シェア   |
|---|-------|-------|
| a | 北海道電力 | 100%  |
| b | 東京電力  | 70.0% |
|   | 東北電力  | 23.1% |
|   | 電源開発  | 6.5%  |
|   | その他   | 0.4%  |
| c | 中部電力  | 33.0% |
|   | 関西電力  | 26.6% |
|   | 九州電力  | 16.4% |
|   | 中国電力  | 10.9% |
|   | 北陸電力  | 6.8%  |
|   | 四国電力  | 5.1%  |
|   | 電源開発  | 1.1%  |
|   | その他   | 0.1%  |

10月～5月：

- a. 北海道
- b. 東京・東北
- c. 中部・北陸・関西・中国・四国
- d. 九州

|   | 事業者   | シェア   |
|---|-------|-------|
| a | 北海道電力 | 100%  |
| b | 東京電力  | 70.0% |
|   | 東北電力  | 23.1% |
|   | 電源開発  | 6.5%  |
|   | その他   | 0.4%  |
| c | 中部電力  | 39.5% |
|   | 関西電力  | 31.9% |
|   | 中国電力  | 13.0% |
|   | 北陸電力  | 8.2%  |
|   | 四国電力  | 6.1%  |
|   | 電源開発  | 1.3%  |
|   | その他   | 0.1%  |
| d | 九州電力  | 100%  |

381  
382

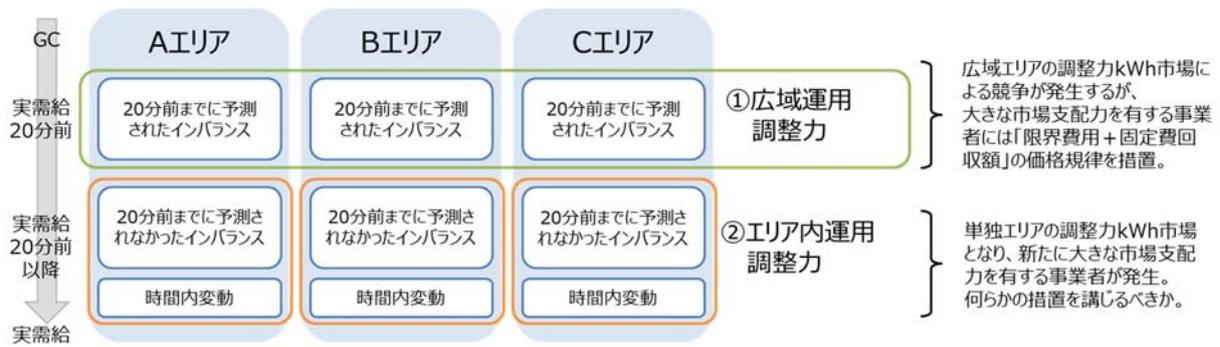
383 (4) 調整力のエリア内運用における価格つり上げ等への対応について

384 先述のとおり、調整力の運用において、KJC で対応できなかったインバランス予測  
 385 誤差や時間内変動等については、各一般送配電事業者のエリア毎に、エリア内の調整  
 386 力（KJC に登録及び指令されなかった調整力）を用いて対応することとされている（エ  
 387 リア内運用）。このため、広域運用では大きな市場支配力を有しなかった事業者が、エ  
 388 リア内運用では大きな市場支配力を有することがあり得る。

389

<sup>11</sup> 市場シェアの分析に当たっては、ERCOT のケースと同様に発電容量で評価をすることとし、具体的には、調整力 kWh 市場は、2021 年度は、電源 I・II、三次調整力<sup>②</sup>が参入することから、2020 年度の電源 I・II の発電容量を基に分析する（2020 年度時点では三次調整力<sup>②</sup>は存在しない）。

390 【図表 10】 調整力のエリア内運用における大きな市場支配力の発生



391  
 392 このため、広域運用において大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者に加えて、  
 393 各一般送配電事業者のエリアにおいて大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事  
 394 業者についても事前的措置を適用すべきという考え方もあり得る。

395 しかしながら、実需給 20 分前までのインバランスの予測精度が高ければ、エリア内  
 396 運用調整力の稼働量は小さい<sup>12</sup>。また、エリア内で稼働した調整力については、2022  
 397 年度以降のインバランス料金の算定には引用されないこととされており、その価格が  
 398 系統利用者に与える影響は限定的である。

399 こうしたことから、エリア内運用における市場支配力を行使した価格つり上げ等の  
 400 防止については、当面は事前的措置とせず事後監視で対応することとし、事前的措置  
 401 を適用すべきかどうかは、市場開始後の状況を見ながら必要に応じて検討することと  
 402 する。

403  
 404 **(5) 予約電源の kWh 価格の登録について**

405 予約電源については、事前に調整力  $\Delta$  kW 市場を通じて調達され、既に  $\Delta$  kW の収入を  
 406 得ているものであることなどから、当面は、上述 (2) にかかわらず、全ての事業者  
 407 について、その登録 kWh 価格は「限界費用又は市場価格」以下とすることが適当であ  
 408 り、 $\Delta$  kW の契約においてそれを明確化することとする。<sup>13</sup>

409 なお、予約電源の登録 kWh 価格に引用する市場価格については、電気の価値を反  
 410 映するという観点では、実需給に近い時間前市場の価格を引用するのが適当である

<sup>12</sup> 特に 2023 年度以降は、KJC の演算周期が 15 分周期（実需給 20 分前までのインバランス予測）から、5 分周期（実需給 11 分前までのインバランス予測）に精緻化されるため、エリア内運用調整力の稼働量が減ることとなる。

<sup>13</sup> その他、調整力  $\Delta$  kW 市場と調整力 kWh 市場の両方の価格設定を自由とした場合、入札行動が複雑となり事後監視のコストが増大することといった理由がある。また、このような仕組みとすることにより、 $\Delta$  kW に薄い利潤だけ乗せ、固定費回収という名目で最初から高い kWh を登録し続ける（運用に貢献しない）行為を防止可能となる。

411 が、取引価格のぶれや価格操作を抑制できる方が望ましいことや、需給調整市場の  
412 取引参加者にとって参照が容易であることなどを踏まえ、「時間前市場の約定価格の  
413 平均値」<sup>14</sup>を参照して、市場価格の登録を行う<sup>15</sup>。

414

## 415 4-2. 調整力 $\Delta$ kW 市場における事前的措置の詳細

### 416 (1) 調整力 $\Delta$ kW 市場の概要

417 需給調整市場における調整力 $\Delta$ kW 市場においては、応動時間等の要件毎に、一次調  
418 整力、二次調整力①、二次調整力②、三次調整力①及び三次調整力②の5つの商品が  
419 設けられ、三次調整力②以外は週間調達により週一回の入札、三次調整力②は前日調  
420 達により毎日入札が行われ、全国大<sup>16</sup>で $\Delta$ kW 単価が安い入札から順に約定される (pay  
421 as bid 方式のため、入札単価が約定単価となる)。

422 2021 年度以降、三次調整力②から需給調整市場による広域調達が開始されることか  
423 ら、調整力 $\Delta$ kW 市場においても、旧一電を中心とする複数の参加者による競争が期待  
424 されるが、以下のように、競争が限定的となる場合も多く発生すると見込まれる。

- 425 ・ 当面 (少なくとも 2023 年度まで)、各一般送配電事業者がそのエリアごとに調  
426 達する電源 I 公募の仕組みが継続されること。
- 427 ・ 三次調整力②から順次調整力の広域調達が開始されるが、それに割り当てられ  
428 る連系線の容量はスポット市場への影響を考慮して設定されることから、空き  
429 容量の小さい連系線において、調整力 $\Delta$ kW 市場の市場分断が発生すると見込ま  
430 れること。

431

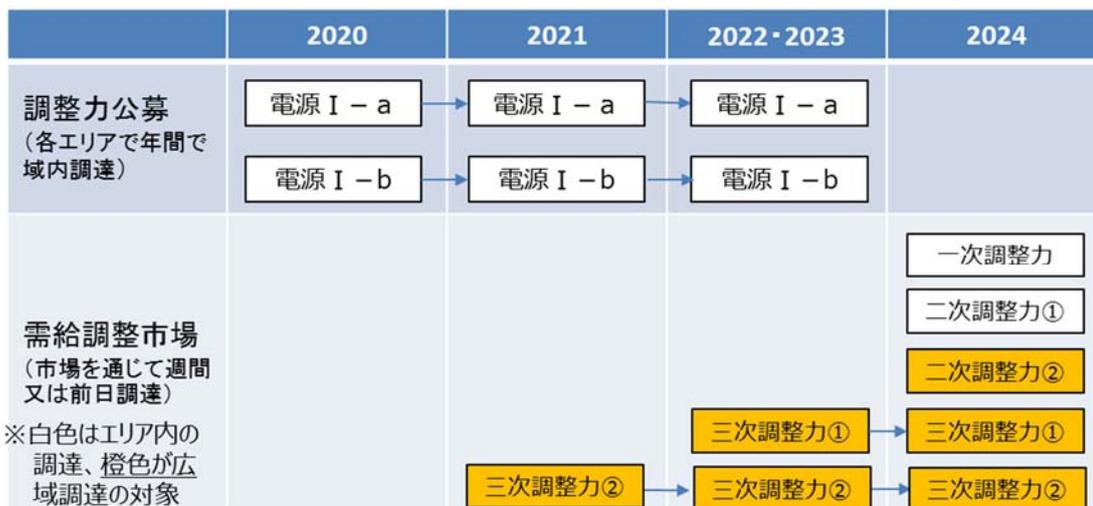
---

<sup>14</sup> 時間前市場では、取引参加者は常時、最高価格、最低価格、平均価格 (取引量による加重平均) 等を確認でき、これらは約定が発生する毎に更新される。ただし、全国大での情報のため、分断が発生している場合に分断エリア毎の情報が確認できるわけではない。

<sup>15</sup> 時間前市場と調整力 kWh 市場のいずれも取引 (登録) 期限が GC までであるため、参照する市場価格は見込みにならざるを得ないため、市場価格の登録が適切かどうかは、事後的に確認する。

<sup>16</sup> 地域間連系線が分断した場合は、分断したエリア毎の調達となる。

432 【図表 11】 調整力公募から需給調整市場への移行



434 【参考 4】 需給調整市場における商品の要件

|              | 一次調整力                               | 二次調整力①   | 二次調整力②                              | 三次調整力①                           | 三次調整力②  |
|--------------|-------------------------------------|--|-------------------------------------|----------------------------------|---|
| 英呼称          | Frequency Containment Reserve (FCR) | Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR) | Frequency Restoration Reserve (FRR) | Replacement Reserve (RR)         | Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)          |
| 指令・制御        | オフライン (自端制御)                        | オンライン (LFC信号)                                      | オンライン (EDC信号)                       | オンライン (EDC信号)                    | オンライン   |
| 監視           | オンライン (一部オフラインも可※2)                 | オンライン  | オンライン                               | オンライン                            | 専用線：オンライン<br>簡易指令システム：オンライン                   |
| 回線           | 専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)              | 専用線※1  | 専用線※1                               | 専用線※1                            | 専用線 または 簡易指令システム                              |
| 応動時間         | 10秒以内                               | 5分以内   | 5分以内                                | 15分以内※3                          | 45分以内   |
| 継続時間         | 5分以上※3                              | 30分以上  | 30分以上                               | 商品ブロック時間(3時間)                    | 商品ブロック時間(3時間)                                 |
| 並列要否         | 必須                                  | 必須   | 任意                                  | 任意                               | 任意  |
| 指令間隔         | - (自端制御)                            | 0.5~数十秒※4  | 1~数分※4                              | 1~数分※4                           | 30分   |
| 監視間隔         | 1~数秒※2                              | 1~5秒程度※4   | 1~5秒程度※4                            | 1~5秒程度※4                         | 1~30分※5                                       |
| 供出可能量 (入札上限) | 10秒以内に出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅を上限)       | 5分以内に出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅を上限)                      | 5分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)     | 15分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限) | 45分以内に出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令システムも含む)で調整可能な幅を上限) |
| 最低入札量        | 5MW (監視がオフラインの場合は1MW)               | 5MW※1,4  | 5MW※1,4                             | 5MW※1,4                          | 専用線：5MW<br>簡易指令システム：1MW                       |
| 刻み幅 (入札単位)   | 1kW                                 | 1kW  | 1kW                                 | 1kW                              | 1kW   |
| 上げ下げ区分       | 上げ/下げ                               | 上げ/下げ  | 上げ/下げ                               | 上げ/下げ                            | 上げ/下げ   |

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。  
 ※2 事後に数値データを提供する必要あり (データの取得方法、提供方法等については今後検討)。  
 ※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。  
 ※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。  
 ※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

435

436

437 (2) 電源 I の公募における事前的措置

438

現状、調整力公募における電源 I の入札では、旧一電各社は、「固定費＋事業報酬相当額」を基準として各電源等の入札価格を設定している。

440

2021 年度以降も、一般送配電事業者のエリアごとに調達される電源 I 公募の仕組みは継続することとされており、各エリアともそのエリアの旧一電以外の参加者は限定的と考えられる。こうしたことから、2021 年度以降の電源 I 公募においても、旧一電各社に対し、これまでと同様、「固定費＋事業報酬相当額」を基準として各電源等の入

443

444 札価格を設定するよう要請する。

445

### 446 (3) 調整力 $\Delta$ kW 市場における事前的措置

447 上述のとおり、2021 年度以降開始される需給調整市場の調整力  $\Delta$ kW 市場において  
448 も、競争が限定的となる場合が発生すると見込まれる。こうした場合における市場支  
449 配力を行行使した価格のつり上げ等をより確実に防止するため、大きな市場支配力を有  
450 する蓋然性が高い事業者に対し、競争的な市場において合理的な行動となる価格で調  
451 整力  $\Delta$ kW 価格を登録するよう求めることが適当と考えられる。

452 具体的な措置としては、調整力  $\Delta$ kW 市場も調整力 kWh 市場と同様 pay as bid 方式  
453 であることを踏まえ、大きな市場支配力を有する蓋然性が高い事業者に対し、以下を  
454 要請することが適当である。

455 各電源等の  $\Delta$ kW 価格の登録は、次の式を満たすようにすること

456 
$$\Delta \text{kW 価格} \leq \text{当該電源等の逸失利益（機会費用）} + \text{一定額}$$

457 ここで、一定額＝当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費  
458 回収が済んだ電源等については、一定額＝限界費用×一定割合）

459 なお、この式において、「逸失利益（機会費用）」、「当該電源等の固定費回収のため  
460 の合理的な額」及び「一定割合」については、以下の通りとする。

461

#### 462 ①「逸失利益（機会費用）」について

463  $\Delta$ kW を需給調整市場に供出する電源は、基本的には、以下の形で確保されると考え  
464 られることから、これらを逸失利益（機会費用）の基本的な考え方とする<sup>17</sup>。

465

466 (逸失利益（機会費用）の考え方)

467 (ア)卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が高い電源を追加的に起動並列し  $\Delta$ kW  
468 を確保する場合

469 →この場合、当初の計画では起動しなかった電源であるため、その起動費や最  
470 低出力までの発電量について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差額  
471 の機会費用が発生

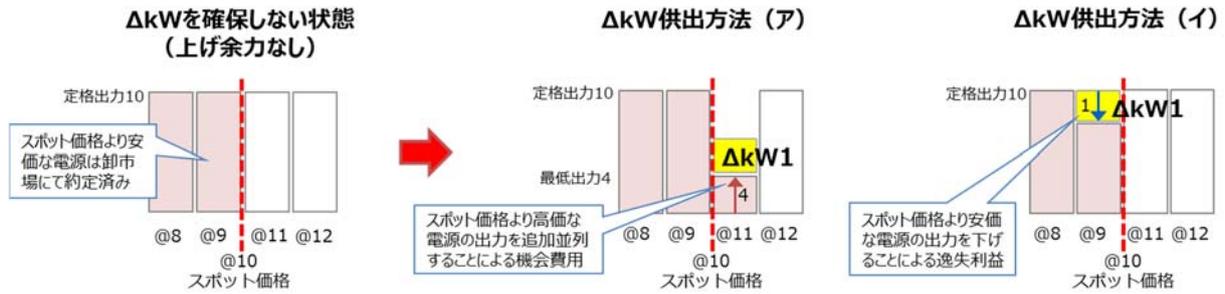
472

---

<sup>17</sup> 監視において限界費用や予想した卸電力市場価格等の根拠資料の提出を求め、 $\Delta$ kW 価格が合理的でない場合は、修正を求めるなどの対応をする。

473 (イ)卸電力市場価格（予想）よりも限界費用が安く、定格出力で卸電力市場に供出  
 474 する計画だった電源の出力を下げても確保する場合  
 475 →この場合、 $\Delta kW$  で落札された分は卸電力市場で応札できなくなるため、その  
 476 分の発電可能量 (kWh) について、卸電力市場価格（予想）と限界費用との差  
 477 額の逸失利益が発生

478 【図表 12】 調整力  $\Delta kW$  市場に供出する電源の  $\Delta kW$  確保の考え方



479

480

481 ②「固定費回収のための合理的な額」について

482 固定費回収のための合理的な額の考え方は、調整力 kWh 市場と同様に、以下のとお  
 483 り、当該電源等の当年度分の固定費から他市場で得られる収益（需給調整市場での既  
 484 回収分も含む）を差し引いた分とする。

485 固定費回収のための合理的な額(円/ΔkW)  
 486 = {①電源等の固定費(円/kW・年)－②他市場で得られる収益(円/kW・年) }  
 487 ÷③想定年間約定ブロック数)

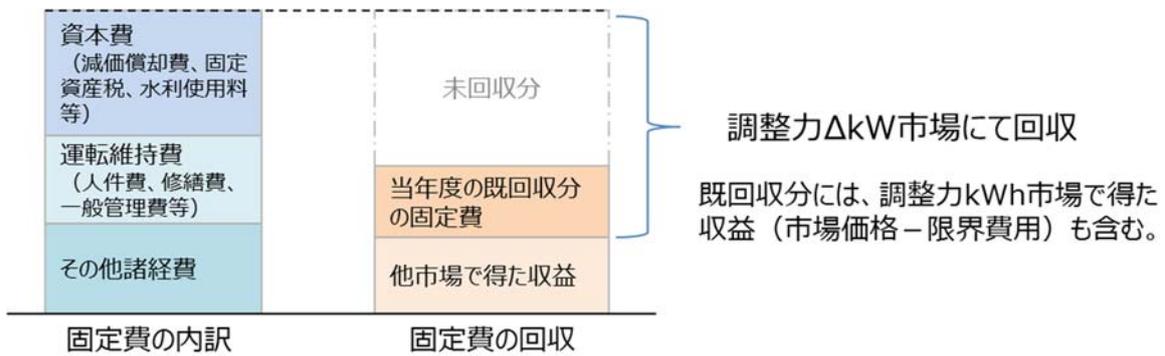
488 想定年間約定ブロック数＝想定年間予約時間÷3時間

489 また、予約電源が、調整力 kWh 市場において、kWh 価格を市場価格で登録すること  
 490 により、「市場価格－限界費用」分の収益が発生した場合は、当該収益についても当  
 491 年度分の固定費の既回収分とする。

492 なお、不自然な入札価格があれば、当該事業者の固定費回収額の考え方等を聴取し、  
 493 その後の入札価格を定期的にモニタリングし、不整合がないかの監視を行う。

494

495 【図表 13】 需給調整市場における電源等の固定費回収額の合理的な考え方



496

497

498 ③「一定割合」について

499 当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、調整力 ΔkW 市場に供出するイン  
500 センティブの確保等を考慮し、逸失利益（機会費用）に、予約電源の想定稼働率を踏  
501 まえた以下の考え方による一定額を上乗せした範囲内で ΔkW 価格を登録することを  
502 求める。

503 なお、当該一定額の割合については、調整力 kWh 市場と同様に市場開始後の状況を見  
504 ながら必要に応じて見直しを検討する。

$$\text{一定額(円/ΔkW)} = \text{限界費用(円/kWh)} \times 10\% \times \text{ΔkW 約定量} \times \text{電源 I の平均稼働率} \\ (5\%) \times \text{約定ブロック (3時間)}$$

507 ※限界費用が市場価格より高く、ΔkW 価格を起動費等の実コストで登録している場合は、起動  
508 費等に一定額を上乗せ。限界費用が市場価格より低く、ΔkW 価格を卸電力市場との逸失利益  
509 で登録している場合は、一定額には逸失利益を含むものとし、一定額と逸失利益のいずれか  
510 高い方を上限とする。

511

512 ④DR の入札価格について

513 DR については、これまでの調整力公募（電源 I'）結果の分析によると、応札価格  
514 (kW 価格) の考え方として、DR の体制整備に係る人件費、システム構築費用、需要抑  
515 制指令に対応するための需要家の待機費用等を基に算定しているケースがあったが、  
516 事業者によって考え方が異なるため、一律に整理することが困難な面がある。

517 他方で、上記のケースを今回の調整力 ΔkW 市場における価格規律に当てはめると、  
518 人件費、システム構築費用等が固定費、需要家の待機費用等が逸失利益に相当するも  
519 のと考えることができる。

520 したがって、調整力 ΔkW 市場における DR の入札価格については、この考え方を基  
521 本としつつ、監視において根拠資料の提出を求め、入札価格が合理的でない場合は、

522 修正を求めるなどの対応を行う。(事前・事後)

523

524 **(4) 事前的措置の対象とする事業者の範囲について**

525 調整力  $\Delta$ kW 市場に参加する事業者と調整力 kWh 市場に参加する事業者は、ほぼ同じ  
526 と考えられることから、それぞれの市場の競争状態はほぼ同じと考えられる。また、  
527 調整力  $\Delta$ kW 市場と調整力 kWh 市場の事前的措置の対象とする事業者が同じである方  
528 が、運用上もわかりやすい。

529 こうしたことを踏まえ、調整力  $\Delta$ kW 市場における事前的措置の対象とする事業者は、  
530 前述した調整力 kWh 市場の事前的措置の対象と同一とすることが適当である。

531 **5. 需給調整市場において適正な取引を確保するための措置のまとめ**

532 上記1.～4.までの議論を整理すると下表のとおりとなり、これらの詳細をまとめ  
 533 た需給調整市場ガイドラインの概要については、以下のとおりとなる。

| 対象事業者           | 法的措置  | 上乗せ措置  |
|-----------------|---|--|
| 大きな市場支配力を有する事業者 | <p>「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること」があった場合には、業務改善命令等では是正する（事後的措置）。</p> <p>これを明確化するため、適正取引ガイドラインに上述の行為が問題となる行為に該当することを明記する。</p> | <p>登録価格に一定の規律を設け、それを遵守するよう要請（事前的措置）。</p> <p>適正取引ガイドラインにおいて、「競争的な市場において合理的な行動となる価格で登録すること」を望ましい行為として記載した上で、大きな市場支配力を有する蓋然性が高い事業者にはそれを遵守することを要請する。</p> <p>その詳細は、需給調整市場ガイドラインに明記。</p> <p>●事前的措置の対象とする事業者の範囲<br/>                 2021年度の事前的措置の対象となる事業者の範囲は、以下の各地理的範囲内において、電源Ⅰ、Ⅱの2020年度市場シェア20%以上となる事業者を対象</p> <p>【地理的範囲】<br/>                 6～9月：北海道/東日本/西日本<br/>                 10～5月：北海道/東日本/西日本/九州</p> <p>※2022年度以降については、直近の需給調整市場の取引状況やKJCの運用状況等を基に改めて今後検討を行う。</p> <p>●事前的措置の概要</p> <p>【調整力 kWh 市場】</p> <p>①上げ調整 kWh 価格<br/> <math>\leq</math> 当該電源等の限界費用＋一定額</p> <p>②下げ調整 kWh 価格<br/> <math>\geq</math> 当該電源等の限界費用－一定額</p> <p>【調整力 ΔkW 市場】</p> <p>・ ΔkW 価格<br/> <math>\leq</math> 当該電源等の逸失利益（機会費用）＋一定額</p> <p>※一定額＝当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額＝限界費用×一定割合）</p> |
| その他の事業者         |   | <p>適正取引ガイドラインにおいて、「競争的な市場において合理的な行動となる価格で登録すること」を望ましい行為として記載し、それを促す。</p>   |

534 ※予約電源の登録 kWh 価格は限界費用又は市場価格以下とする。

535 電源Ⅰ公募の入札価格は、これまでと同様、「固定費＋事業報酬相当額」を基準として設定する。

## 需給調整市場ガイドライン概要（案）

536  
537  
538  
539  
540  
541  
542  
543  
544  
545  
546  
547  
  
548  
549  
550  
551  
  
552  
553  
  
554  
555  
556  
557  
558  
559  
560  
561  
562  
563  
564  
565  
566  
567  
568  
  
569  
570  
571  
  
572  
573  
  
574

### 1. 調整力 kWh 市場

#### (1) 予約電源

- ・予約電源については、事前に市場を通じて調達され、既に  $\Delta kW$  の収入を得ているものであることなどから、当面は、事前的措置の内容にかかわらず、全ての事業者についてその登録 kWh 価格は限界費用又は市場価格以下とし、 $\Delta kW$  の契約においてそれを明確化する。

※限界費用が明確でない電源等の限界費用の考え方、市場価格の考え方等も明記

#### (2) 予約電源以外

- ・調整力 kWh 市場における適正取引ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等の kWh 価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

上げ調整の kWh 価格  $\leq$  当該電源等の限界費用 + 一定額

下げ調整の kWh 価格  $\geq$  当該電源等の限界費用 - 一定額

ここで、一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用  $\times$  一定割合）

上記に該当する場合には、その価格は市場相場を変動させることを目的としていないとみなされ、それを遵守している限りにおいては、業務改善命令等の対象とはならない。

- ・後述 3. で特定する大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者に対しては、事前的措置として上記の kWh 価格で登録することを要請する。

※固定費回収のための合理的な額の考え方、一定割合の考え方等も明記。

### 2. 調整力 $\Delta kW$ 市場

#### (1) 電源 I

- ・2021 年度以降も、エリアごとに調達される電源 I 公募の仕組みは継続することとされており、各エリアともそのエリアの旧一電（発電・小売）以外の参加者は限定的と考えられることから、2021 年度以降の電源 I 公募においても、旧一電各社に対し、これまでと同様、「固定費 + 事業報酬相当額」を基準として各電源等の入札価格を設定するよう要請する。

#### (2) $\Delta kW$ 電源

- ・調整力  $\Delta kW$  市場における適正取引ガイドラインの「望ましい行為」に記載の競争的な市場において合理的な行動となる価格とは、各電源等の  $\Delta kW$  価格の登録が、次の式を満たすようにすることをいう。

$\Delta kW$  価格  $\leq$  当該電源等の逸失利益（機会費用） + 一定額

ここで、一定額 = 当該電源等の固定費回収のための合理的な額（当年度分の固定費回収が済んだ電源等については、一定額 = 限界費用  $\times$  一定割合）

上記に該当する場合には、その価格は市場相場を変動させることを目的としていないとみなされ、それを遵守している限りにおいては、業務改善命令等の対象とはならない。

575  
576  
577  
578  
579  
580  
581  
582  
583  
584  
585

- ・後述 3. で特定する大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者に対しては、事前的措置として上記の  $\Delta$  kW 価格で登録することを要請する。

※固定費回収のための合理的な額の考え方、一定割合の考え方等も明記。

3. 大きな市場支配力を有する蓋然性の高い事業者として前述 1. (2) 及び 2. (2) の事前的措置の対象とする事業者の範囲

(1) 地理的範囲の画定

- ・地理的範囲の画定方法の考え方を明記。

(2) 事前的措置の対象とする事業者の範囲を設定する基準

- ・事前的措置の対象とする事業者の範囲を設定する分析手法及び基準の考え方を明記。

586  
587  
588  
589  
590

なお、電力・ガス取引監視等委員会においては、需給調整市場において適正な取引を確実に確保するため、市場開始後の取引の状況をモニタリングし、本措置が適切に機能していない等の状況が見られた場合等においては、制度設計専門会合で議論の上、適時適切に見直しを行うこととする。

## 591 6. 中長期的な検討事項等について

### 592 ・需給調整市場における約定方式のあり方の検討

593  
594  
595

調整力 kWh 市場の約定方式については、低廉な需給運用を実施する観点から、当面は落札価格を入札価格として精算する方式 (pay as bid 方式) が採用されることとなった。

596  
597  
598  
599

その後、2022 年度以降のインバランス料金の詳細設計について議論が行われ、インバランス料金は、そのコマの電気の価値を表すものとするのが適当であるという考え方から、原則、広域運用で指令した調整力の限界的な kWh 価格を引用する (pay as cleared 方式) こととなった。

600  
601  
602

調整力の kWh 価格についても、本来は、全ての電源がそのコマの電気の価値で精算されるべきであり、また、インバランス料金と整合的であるべきであることから、pay as cleared 方式が適当という考え方もある。<sup>18</sup>

603  
604  
605

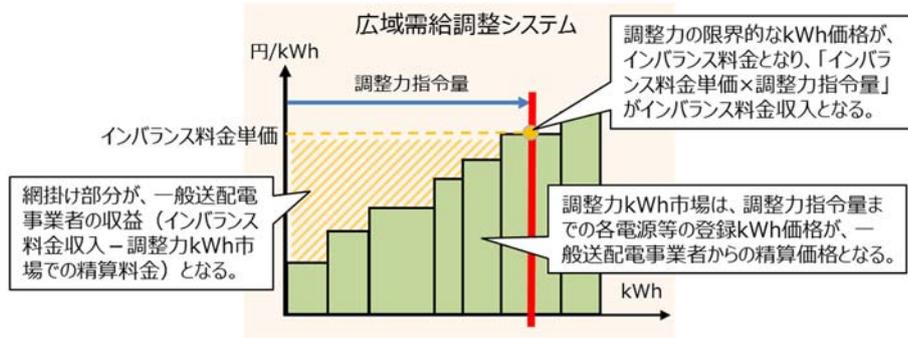
需給調整市場の全商品が取引開始されるのは少なくとも 2024 年度以降であり、また、既に各商品の取引に係り、今後運用されるシステムの開発が進んでいるとのこと。以上のことから、需給調整市場の取引状況や新たなインバランス料金の運用状況を注

---

<sup>18</sup> 例えば、あるコマの一般送配電事業者による上げ調整力の稼働と、BG による余剰インバランスは、その時間、系統に同じ電気を流していることから、両者の電気の価値は等しくあるべきである。

606 視し、約定方式のあり方の検討を進める。<sup>19</sup>

607 【図表 14】 調整力 kWh 市場の精算価格とインバランス料金との関係



608

609

610 (参考) これまでの審議経過

611 令和元年 12 月 17 日 第 44 回制度設計専門会合

612 令和 2 年 2 月 10 日 第 45 回制度設計専門会合

613 令和 2 年 5 月 18 日 第 47 回制度設計専門会合

614 令和 2 年 6 月 30 日 第 48 回制度設計専門会合

615 令和 2 年 9 月 8 日 第 50 回制度設計専門会合

616 令和 2 年 10 月 20 日 第 51 回制度設計専門会合

617 令和 2 年 12 月 1 日 第 52 回制度設計専門会合

618

<sup>19</sup> 調整力 ΔkW 市場の約定方式についても、本来、ΔkW の価値は電源等の種別によらず同じという考え方もあり得ることから、pay as cleared 方式の導入を検討する余地があるのではないかと。